

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Кафедра «Электротехнические комплексы и системы»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

подпись

инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

140400.62 – Электроэнергетика и электротехника

Электроснабжение завода «Химволокно»

Руководитель

подпись, дата

доцент

Л. С. Синенко

Выпускник

подпись, дата

А. Д. Гуменюк

Красноярск 2016

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
ВВЕДЕНИЕ	4
1 Характеристика технологического процесса	4
1.1 Производство вискозы.....	4
1.2 Производство корда.....	5
1.3 Производство вискозного шелка.....	5
2 Расчет электрических нагрузок	6
3 Определение расчетных электрических нагрузок предприятия	8
4 Определение центра электрических нагрузок.....	9
5 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения.....	11
6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП	11
7 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения.	13
7.2 Техничко-экономический расчёт варианта №2	18
7.3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения.....	20
8 Выбор и расположение цеховых трансформаторов	20
9 Выбор кабелей	22
10 Выбор мощности низковольтных конденсаторных батарей	23
11 Выбор высоковольтных батарей статических конденсаторов	24
12 Расчет токов короткого замыкания	25
13 Расчёт токов цепей подстанции.....	31
14.1 Токоведущие части 110 кВ	32
14.1.1 Опиновка.....	32
13.1.2 Выключатели и разъединители	33
14.1.3 Трансформаторы тока.....	34
14.1.4 Трансформаторы напряжения	35
14.2 Выбор и проверка токоведущих частей на стороне 10 кВ	35
14.2.1 Комплектное распределительное устройство.....	35
13.2.2 Сборные шины	36
14.2.3 Выключатели и разъединители	37
14.2.4 Трансформаторы тока.....	39

14.2.5 Трансформаторы напряжения	40
14.3 Выбор и проверка токоведущих частей на стороне 0,4 кВ	40
15 Выбор трансформаторов собственных нужд	41
16 Выбор схем главных соединений	42
16.1 Схема ОРУ 110 кВ	42
16.2 Схема РУ 10 кВ	42
17 Релейная защита силовых трансформаторов на ГПП	42
17.1 Дифференциальная защита трансформатора	43
17.2 Максимальная токовая защита	46
17.3 Токовая защита нулевой последовательности	47
17.4 Газовая защита	47
18 Расчет грозозащиты ОРУ	48
19 Заключение	50

ВВЕДЕНИЕ

Темой данной работы является проектирование системы электроснабжения завода «Химволокно».

Электроустановки современных промышленных предприятий представляют собой сложные системы, предъявляющие повышенные требования к надежности электроснабжения, что в свою очередь потребовало автоматизации работы отдельных элементов сетей. В этих условиях принципиально важно, чтобы в проектах электроснабжения и электрооборудования цехов принимались решения, отвечающие требованиям электробезопасности, наименьших затрат на их сооружение и удобства эксплуатации и надежности работы. От категории потребителей электроэнергии и особенностей технологического процесса зависит надёжность системы электроснабжения, неправильная оценка особенностей технологического процесса может привести как к снижению надежности системы электроснабжения так и к неоправданным затратам на излишнее резервирование.

При выборе места строительства предприятия химических волокон учитывается ряд условий. Предприятия химических волокон являются крупными потребителями тепла и электроэнергии, а также различных видов сырья, поэтому целесообразно использовать местные топливные и сырьевые ресурсы, позволяющие исключить дальние перевозки.

Таким образом, многообразие факторов, которые необходимо учитывать при проектировании электроснабжения предприятия, повышает требования к квалификации инженеров электриков.

1 Характеристика технологического процесса

Завод химического волокна вступил в эксплуатацию в 1954 году. С 1962 года по 1968 год производство подверглось расширению.

Производство состоит из двух технологических потоков: потока корда и потока шелка на основе вискозы.

1.1 Производство вискозы

Вискоза - высоковязкий концентрированный раствор ксантогената целлюлозы в разбавленном растворе NaOH. Предназначена для получения блестящего шелка из кордового волокна.

Технологический процесс получения целлюлозы для шелка и корда состоит из следующих стадий:

1 Процесс приготовления рабочих щелочей и регенерации отработанных щелочей.

2 Процесс мерсеризации целлюлозы - кратковременная обработка ткани концентрированным раствором едкого натра с последующей промывкой её

горячей и холодной водой. Предотвращает выцветание тканей, сохраняет первоначальный тон, гигроскопичность и прочность, придаёт материалу шелковистый блеск;

3 Процесс предсозревания щелочной целлюлозы - окисления целлюлозы кислородом воздуха в щелочной среде;

4 Процесс ксантогенирования щелочной целлюлозы - обработка щелочной целлюлозы сероуглеродом, в результате которого образуется ксантогенат целлюлозы;

5 Процесс растворения ксантогената целлюлозы, смешения, фильтрации вискозы и обездушивания.

С момента начала растворения вискозы и до поступления ее на прядильные машинки происходит процесс созревания вискозного раствора, т.е. гидролиз ксантогената из целлюлозы, понижающей степень этификации ксантогената целлюлозы и устойчивость его к действию реагентов при формировании волокна.

Полученная вискоза идет на производство корда и волокна.

1.2 Производство корда

Способ получения кордового волокна - непрерывный, производится на машинах ПН-300-НЗ. Кордное волокно подвергают двукратной крутке. Кордная ткань вырабатывается на ткацких станках со шпулярником.

Стадий производства:

- 1 Подготовка вискозы;
- 2 Прядение, отделка и сушка волокна;
- 3 Подготовка осадительной, пластификационной волн отделочных растворов;
- 4 Крутка волокна;
- 5 Ткачество кордной ткани.

1.3 Производство вискозного шелка

Шелк выпускается блестящий, в бобинах, центрифугальным способом. Проектная мощность производства 4350 т/год.

Вискозный шелк предназначен для шелковой, трикотажной, текстильногалантерейной промышленности.

Технический процесс получения шелка состоит из следующих стадий:

- 1 Прядение шелка;
- 2 Отделка и сушка шелка;
- 3 Перемотка, сортировка, упаковка шелка.

В прядильном цехе осуществляется подготовка вискозы и прядение шелка из вискозного раствора.

Формирование волокна осуществляется на центрифугальной машине.

Завод «Химволокно» по степени бесперебойности электроснабжения в

целом относится к потребителю второй категории.

Отдельные потребители: помещение вытяжных вентиляторов, компрессорный цех, азотная станция, насосы производственного и пожарного водопро-вода, относятся к потребителям первой категории.

Химический, кордный, текстильные корпуса №1 и №2, отделение кварцевых фильтров и рекуперации, диализаторий, антикоррозийный цеха, относятся к потребителям второй категории.

Потребителями третьей категории являются механический цех, электроцех, стройцех, склады, гаражи, заводоуправление.

2 Расчет электрических нагрузок

На данном предприятии оборудование питается от двух классов напряжения. Силовая нагрузка обоих классов определяется одинаково, а на напряжении 0,4 кВ необходимо также рассчитать осветительную нагрузку.

Расчетная силовая нагрузка:

$$P_p = K_C \cdot P_{ном};$$

Расчетная силовая нагрузка, квар,

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \phi.$$

Расчетная осветительная нагрузка равна:

$$P_{p.o} = P_{н.о} \cdot K_{co},$$

где K_{co} – коэффициент спроса для осветительной нагрузки; $P_{н.о}$ – установленная мощность осветительной нагрузки, кВт.

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F,$$

где $P_{уд.о}$ – удельная осветительная нагрузка, отнесенная к площади пола цеха, кВт/м²; F – площадь пола цеха, м².

Таким образом, полная нагрузка цеха равна:

$$S = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p + Q_{p.o})^2}.$$

Расчеты проводятся по каждому из цехов предприятия, указанных в задании, результаты расчетов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Таблица расчётных нагрузок предприятия

№ цеха	Наименование цеха	Силовая нагрузка					Осветительная нагрузка							Суммарная нагрузка		
		$P_{ном}, кВт$	K_c	$\frac{\cos \varphi_c}{\tan \varphi_c}$	$P_p, кВт$	$Q_p, квар$	$F, м^2$	$\frac{P_{уд.о.}, кВт}{м^2}$	$P_{н.о.}, кВт$	K_{co}	$P_{р.о.}, кВт$	$\frac{\cos \varphi_o}{\tan \varphi_o}$	$Q_{р.о.}, квар$	$P_p + P_o, кВт$	$Q_p + Q_o, квар$	$S, кВА$
Потребители с номинальный напряжением 0,4 кВ																
1	Химический корпус	16000	0,6	0,7 / 1,02	9600	9793,959	25904	0,015	388,56	0,95	369,132	0,9/ 0,484	178,779	9969	9973	14101,032
2	Кордный корпус	17400	0,75	0,8 / 0,75	13050	9787,5	56560	0,015	848,4	0,95	805,98		390,354	13860	10180	17192,35
3	Текстильный корпус 1	12000	0,65	0,75 / 0,882	7800	6878,953	48976	0,018	881,57	0,95	837,49		405,615	8637	7285	11299,166
4	Текстильный корпус 2	16670	0,65	0,75 / 0,882	10835,5	9556,013	36944	0,018	665	0,95	631,742		305,967	11470	9862	15124,691
5	Заводоуправление	180	0,6	0,75 / 0,882	108	95,247	1448	0,025	36,2	0,9	32,58		15,779	140,58	111,026	179,136
6	Столовая	142	0,5	0,6 / 1,333	71	94,667	1428	0,02	28,56	0,9	25,704		12,449	96,704	107,116	144,31
7	Помещение вытяжных вентиляторов	135	0,8	0,8 / 0,75	108	81	680	0,01	6,8	0,85	5,78		2,799	113,78	83,799	141,309
8	Отделение кварцевых фильтров	122	0,7	0,7 / 1,02	85,4	87,125	264	0,01	2,64	0,85	2,244		1,087	87,644	88,212	124,35
9	Склад сероуглерода	12	0,6	0,6 / 1,333	7,2	9,6	560	0,01	5,6	0,6	3,36		1,627	10,56	11,227	15,413
10	Стройцех	212	0,6	0,6 / 1,333	127,2	169,6	1120	0,012	13,44	0,85	11,424		5,533	138,624	175,133	223,357
11	Склады	12	0,6	0,6 / 1,333	7,2	9,6	4080	0,01	40,8	0,6	24,48		11,856	31,68	21,456	38,262
12	Цех кристаллизации	700	0,7	0,7 / 1,02	490	499,9	3760	0,015	56,4	0,85	47,94		23,218	537,94	523,118	750,355
13	Насосная станция	230	0,8	0,8 / 0,75	184	138	600	0,012	7,2	0,8	5,76		2,79	189,76	140,79	236,285
14	Диализаторный цех	237	0,8	0,8 / 0,75	189,6	142,2	2688	0,014	37,632	0,85	31,987		15,492	221,587	157,692	271,97
15	Компрессорный цех	4184	0,75	0,75 / 0,882	3138	2767,456	4080	0,01	40,8	0,85	34,68		16,796	3173	2784	4221,132
16	Механический цех	126	0,6	0,6 / 1,333	75,6	100,8	5340,8	0,015	80,112	0,85	68,095		32,98	143,695	133,78	196,33
17	Антикоррозийный цех	130	0,7	0,7 / 1,02	91	92,839	1728	0,016	27,648	0,85	23,501		11,382	114,501	104,221	154,83
18	ЦЗЛ	143	0,8	0,8 / 0,75	114,4	85,8	2576	0,025	64,4	0,8	51,52		24,952	165,92	110,752	199,488
19	Электроцех	130	0,8	0,8 / 0,75	104	78	4464	0,015	66,96	0,85	56,916		27,566	160,916	105,566	192,453
20	Пожарное депо	44	0,7	0,7 / 1,02	30,8	31,422	1680	0,012	20,16	0,8	16,128		7,811	46,928	39,233	61,168
21	Цех В и К	600	0,7	0,8 / 0,75	420	315	8568	0,015	128,52	0,85	109,242		52,908	529,242	367,908	644,557
22	Азотная станция	412	0,7	0,8 / 0,75	288,4	216,3	600	0,01	6	0,8	4,8		2,325	293,2	218,625	365,736
23	Гараж	12	0,5	0,6 / 1,333	6	8	3360	0,01	33,6	0,6	20,16		9,764	26,16	17,764	31,621
24	Отделение рекуперации	3330	0,6	0,9 / 0,484	1998	967,676	2880	0,012	34,56	0,8	27,648		13,391	2026	981,066	2250,72
25	Гараж	12	0,5	0,6 / 1,333	6	8	768	0,01	7,68	0,6	4,608		2,232	10,608	10,232	14,738
Освещение территории		-	-	-	-	-	612208	0,16	97,953	1	97,953		47,441	97,953	47,441	108,837
Итого по 0,4 кВ		73175	-	-	48935	42015	-	-	3627	-	3351	-	1623	52286	43640	68103
Потребители с номинальный напряжением 10 кВ																
3	Текстильный корпус 1	2400	0,65	0,75 / 0,882	1560	1375,791	-	-	-	-	-	-	-	1560	1375,791	2080
4	Текстильный корпус 2	5040	0,65	0,75 / 0,882	3276	2889,16	-	-	-	-	-	-	-	3276	2889,16	4368
21	Азотная станция	750	0,7	0,8 / 0,75	525	393,75	-	-	-	-	-	-	-	525	393,75	656,25
24	Отделение рекуперации	5667	0,6	0,9 / 0,484	3400	1646,792	-	-	-	-	-	-	-	3400	1646,792	3778
Итого по 10 кВ		13857	-	-	8761	6305,49	-	-	-	-	-	-	-	8761	6305,49	10794
Итого		87032	-	-	57696	48320,49	-	-	3627	-	3351	-	1623	61047	49945,49	79166

3 Определение расчетных электрических нагрузок предприятия

Из таблицы 1 полная расчетная мощность нагрузки на 0,4 кВ:

$$S_{p0,4} = 68103 \text{ кВА.}$$

Так как цеховые трансформаторы и трансформаторы ГПП еще не выбраны, то потери активной и реактивной мощности в них определим приближенно:

$$\begin{aligned}\Delta P_{ц.мп} &= 0,02 \cdot S_{p0,4} = 0,02 \cdot 68103 = 1362,06 \text{ кВт}, \\ \Delta Q_{ц.мп} &= 0,1 \cdot S_{p0,4} = 0,1 \cdot 68103 = 6810,3 \text{ квар}.\end{aligned}$$

Экономически целесообразная реактивная мощность которая передается энергосистемой предприятию в часы максимальных нагрузок:

$$\begin{aligned}Q_{\Sigma} &= K_{\alpha} \cdot P_{p\Sigma(0,4+10)} \\ P_{p(0,4+10)\Sigma} &= P_{p0,4} + P_{p10} = 48935 + 8761 = 57696 \text{ кВт}, \\ Q_{\Sigma} &= 0,29 \cdot 57696 = 16731,84 \text{ квар}.\end{aligned}$$

Мощность компенсирующих устройств:

$$\begin{aligned}Q_{ку} &= \Sigma Q_{p0,4} + \Sigma Q_{p10} + \Delta Q_{ц.мп} - Q_{\Sigma} \\ Q_{ку} &= 42015 + 8761 + 6810,3 - 16731,84 = 40854,46 \text{ квар}.\end{aligned}$$

Нескомпенсированная мощность на шинах 10 кВ ГПП:

$$Q_{p10\Sigma} = (\Sigma Q_{p0,4} + \Sigma Q_{p10}) - \Delta Q_{ку} = (42015 + 8761) - 40854,46 = 9921,54 \text{ квар}.$$

Потери активной мощности в батареях статических конденсаторов

$$\Delta P_{ку} = P_{уд.о} \cdot Q_{ку} = 0,002 \cdot 40854,46 = 81,7 \text{ кВт}.$$

Активная мощность завода отнесенная к шинам 10 кВ ГПП с учетом разновременности максимума силовой нагрузки:

$$\begin{aligned}P_{p10\Sigma} &= P_{p(0,4+10)\Sigma} \cdot K_{pm} + \Sigma P_{p.o} + \Delta P_{ц.мп} = 57696 \cdot 0,95 + 3351 + 1362,06 = \\ &= 59524,26 \text{ кВт}.\end{aligned}$$

где $K_{pm} = 0,95$.

Суммарная расчётная мощность на стороне 10 кВ ТР ГПП

$$S_{p10ГПП} = \sqrt{P_{p10\Sigma}^2 + Q_{p10\Sigma}^2} = \sqrt{59524,26^2 + 9921,54^2} = 60345,5 \text{ кВА.}$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяем приближенно:

$$\Delta P_{тр.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p10ГПП} = 0,02 \cdot 60345,5 = 1209,91 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{тр.ГПП} = 0,1 \cdot S_{p10ГПП} = 0,1 \cdot 60345,5 = 6034,55 \text{ квар}$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП:

$$\begin{aligned} S_{pBH} &= \sqrt{(P_{p10\Sigma} + \Delta P_{тр.ГПП})^2 + (Q_{p10\Sigma} + \Delta Q_{тр.ГПП})^2} = \\ &= \sqrt{(59524,26 + 1209,91)^2 + (9921,54 + 6034,55)^2} = 62795,19 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

4 Определение центра электрических нагрузок

Для определения местоположения ГПП при проектировании системы электроснабжения на генплан промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок. Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные по генплану окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

Радиус окружности определяют по формуле:

$$r_{окружi} = \sqrt{\frac{P_{pi} + P_{poi}}{\pi \cdot m}},$$

где P_i - активная расчетная нагрузка i -го цеха, кВт; $m=1$ - масштаб.

Картограмма электрических нагрузок позволяет наглядно представить распределение нагрузок по территории завода.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга. Угол сектора λ определяется из соотношения активной суммарной нагрузки цеха и осветительной нагрузки по формуле:

$$\lambda_i = \frac{P_{poi}}{P_{pi} + P_{poi}} \cdot 360,$$

где P_{poi} - осветительная нагрузка цеха, кВт.

При определении центра электрических нагрузок считается, что нагрузка распределена равномерно по площади цеха. Тогда центр нагрузок цеха будет совпадать с центром тяжести фигуры, изображающей цех в генплане. В этом случае центр нагрузок предприятия можно определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n ((P_p + P_{po})_i \cdot x_i)}{\sum_{i=1}^n (P_p + P_{po})_i} \quad y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n ((P_p + P_{po})_i \cdot y_i)}{\sum_{i=1}^n (P_p + P_{po})_i}$$

где x_i, y_i - координаты центра электрической нагрузки i -го цеха.

Расчет центра нагрузок приводится в табличной форме (см. табл. 2).

Таблица 2 - Расчет центра электрических нагрузок.

№ Цеха	$P_p + P_{po},$ кВт	$P_p,$ кВт	$r_{окруж},$ мм	$x, м$	$y, м$	$(P_p + P_{po}) \cdot x,$ кВт·м	$(P_p + P_{po}) \cdot y,$ кВт·м	$\lambda,$ град
Потребители с номинальным напряжением 0,4 кВ								
1	9969,132	369,132	56	362	492	3608825,784	4904812,944	13
2	13860	805,98	66	425	660	5888791,5	9144946,8	21
3	8637,49	837,49	52	86	456	742824,106	3938695,258	35
4	11470	631,742	60	397	34	4552495,233	389886,242	20
5	140,58	32,58	7	81	741	11386,98	104169,78	83
6	96,704	25,704	6	19	729	1837,376	70497,216	96
7	113,78	5,78	6	73	665	8305,94	75663,7	18
8	87,644	2,244	5	148	669	12971,312	58633,836	9
9	10,56	3,36	2	145	217	1531,2	2291,52	114
10	138,624	11,424	7	580	35	80401,92	4851,84	30
11	31,68	24,48	3	517	108	16378,56	3421,44	278
12	537,94	47,94	13	470	183	252831,8	98443,02	32
13	189,76	5,76	8	542	179	102849,92	33967,04	11
14	221,587	31,987	8	620	343	137384,064	76004,41	52
15	3172,68	34,68	32	597	492	1894089,96	1560958,56	4
16	143,695	68,095	7	579	658	83199,521	94551,442	171
17	114,501	23,501	6	683	512	78204,046	58624,41	74
18	165,92	51,52	7	785	715	130247,2	118632,8	112
19	160,916	56,916	7	807	612	129859,212	98480,592	127
20	46,928	16,128	4	937	730	43971,536	34257,44	124
21	529,242	109,242	13	837	469	442975,554	248214,498	74
22	293,2	4,8	10	845	342	247754	100274,4	6
23	26,16	20,16	3	902	360	23596,32	9417,6	277
24	2025,648	27,648	25	65	110	131667,12	222821,28	5
25	10,608	4,608	2	647	513	6863,376	5441,904	156
Итого по 0,4 кВ	52188	-	-	-	-	18631000	21458000	-
Потребители с номинальным напряжением 10 кВ								
3	1560	-	22	86	445	134160	694200	

4	3276	-	32	397	340	1301000	1114000	
21	525	-	12	837	469	439425	246225	
24	3400,2	-	33	65	110	221013	374022	
Итого по 10 кВ	8761	-	-	-	-	2095000	2428000	-
Итого	60949					20726000	23886000	

$$x_0 = \frac{20726000}{60949} = 340 \text{ м},$$

$$y_0 = \frac{23886000}{60949} = 391,9 \text{ м}.$$

5 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения

Номинальное напряжение – один из важнейших пространственных параметров системы электроснабжения. Внешнее электроснабжение решает задачу приема электроэнергии из энергосистемы.

В качестве начального шага к выбору оптимального напряжения внешнего электроснабжения можно применить формулу Стилла:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{рац.ном}} &= 4,34 \cdot \sqrt{(l + 16P_{\text{рВН}})} = \\
 &= 4,34 \cdot \sqrt{(10 + 16 \cdot (P_{\text{р10}\Sigma} + \Delta P_{\text{тр.ГПП}}) \cdot 10^{-3}} = \\
 &= 4,34 \cdot \sqrt{(10 + 16 \cdot (59524,26 + 1209,91) \cdot 10^{-3}} = 136 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

где l – расстояние до центра питания, км; $P_{\text{рВН}}$ – расчетная мощность, МВт.

Полученное напряжение находится между двумя стандартными: 110 и 220 кВ. Для принятия решения о напряжении внешнего электроснабжения необходимо выполнить технико-экономический расчёт двух вариантов электроснабжения (на 110 и 220 кВ).

Технико-экономическое сравнение двух вариантов внешнего электроснабжения представлено в пункте 6.

6 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ГПП

Количество трансформаторов на ГПП следует принимать равным 2 [1]. В послеаварийном режиме, при отключении одного трансформатора, для надежного электроснабжения потребителей предусматривается их питание от оставшегося в работе трансформатора. При этом часть неответственных потребителей с целью снижения нагрузки трансформатора может быть отключена.

На ГПП устанавливаем два трансформатора, с минимальной мощностью каждого из них, кВА:

$$S_{TP} = \frac{S_{pBH}}{n \cdot K_3} = \frac{62795,19}{2 \cdot 0,7} = 44853,571.$$

где n - количество трансформаторов; K_3 - коэффициент загрузки трансформатора.

В послеаварийных случаях трансформаторов допускаются перегрузки до $1,4S_{ном}$ не более 4 часов, при условии, что предшествующая нагрузка была не более чем $0,8S_{ном}$, а температура охлаждающего воздуха 20°C [2].

Проверяем коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_3^{H.P} = \frac{S_{pBH}}{S_{ном. TP} \cdot 2} = \frac{62795,19}{63000 \cdot 2} = 0,498,$$

$$K_3^{П\backslash AB} = \frac{S_{pBH}}{S_{ном. TP}} = \frac{62795,19}{63000} = 0,997 < 1,4.$$

Оптимальный коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находится в диапазоне $(0,6 - 0,7)S_{ном. TP}$. [3, с. 327].

Трансформаторы мощностью 63 МВА в нормальном режиме недогружены до требуемых значений. Проверим на коэффициент загрузки в послеаварийном режиме трансформаторы с мощностью $S_{ном. TP} = 40\text{МВА}$:

$$K_3^{П\backslash AB} = \frac{S_{нагр}}{S_{ном. TP}} = \frac{62795}{40000} = 1,57 > 1,4,$$

Получилось, что трансформаторы мощностью 63 МВА недогружены, но установка менее мощных трансформаторов невозможна из-за их значительной перегрузки в послеаварийном режиме, что недопустимо. Отключение части неответственных потребителей не приведёт к величине допустимой перегрузки из-за их малой мощности (мощность потребителей III категории составляет 1,3% от полной мощности нагрузки).

Выбираем два одинаковых трансформатора ТРДЦН-63000 / 110 или ТРДН-63000/220.

Таблица 3 - Каталожные данные трансформаторов из каталога продукции ОАО «Электrozавод».

Тип ТР	Напряжение, кВ	Потери, кВт	u_k , %	Сопротивление, Ом
--------	----------------	-------------	-----------	-------------------

	ВН	НН	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		R_T	X_T
ТРДЦН-63000 / 110	115	10,5-10,5	59	260	10,5	0,87	22
ТРДН-63000/220	230	20-20	70	265	11,5	3,4	96,7

Для принятия окончательного решения по выбору напряжения внешнего электроснабжения выполним технико-экономическое сравнение варианта на 110 и 220 кВ.

7 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения.

Согласно заданию питание осуществляется от подстанции энергосистемы с двумя автотрансформаторами АТДЦТН-200000/220/110 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения: воздушной линией 110 кВ (1-й вариант) и от шин подстанции энергосистемы 220 кВ воздушной линией (2-ой вариант). Однолинейные схемы вариантов представлены на рис. 1.

Итогом технико-экономического сравнения двух вариантов электроснабжения является сравнение приведенных затрат двух вариантов.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = 0,125 \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma},$$

где K_{Σ} - суммарные капиталовложения в схему электроснабжения, тыс. р.;

I_{Σ} - суммарные издержки, тыс. р.

Суммарные капитальные вложения определяются по формуле, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = K_w + K_Q + K_T,$$

где K_w - капитальные вложения в строительство воздушной линии, тыс. руб.;

K_Q - стоимость ячейки с выключателем, тыс. руб.; K_T - капитальные затраты на один трансформатор, тыс. руб.

Суммарные издержки определяются по следующей формуле, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma} = I_{A\Sigma} + I_{O\Sigma} + I_{ПЭ\Sigma},$$

где $I_{A\Sigma}$ - суммарные издержки на амортизационные отчисления, тыс. р.;

$I_{O\Sigma}$ - суммарные издержки на обслуживание объекта, тыс. р.;

$I_{ПЭ\Sigma}$ - суммарные издержки на потери электроэнергии, тыс. р.

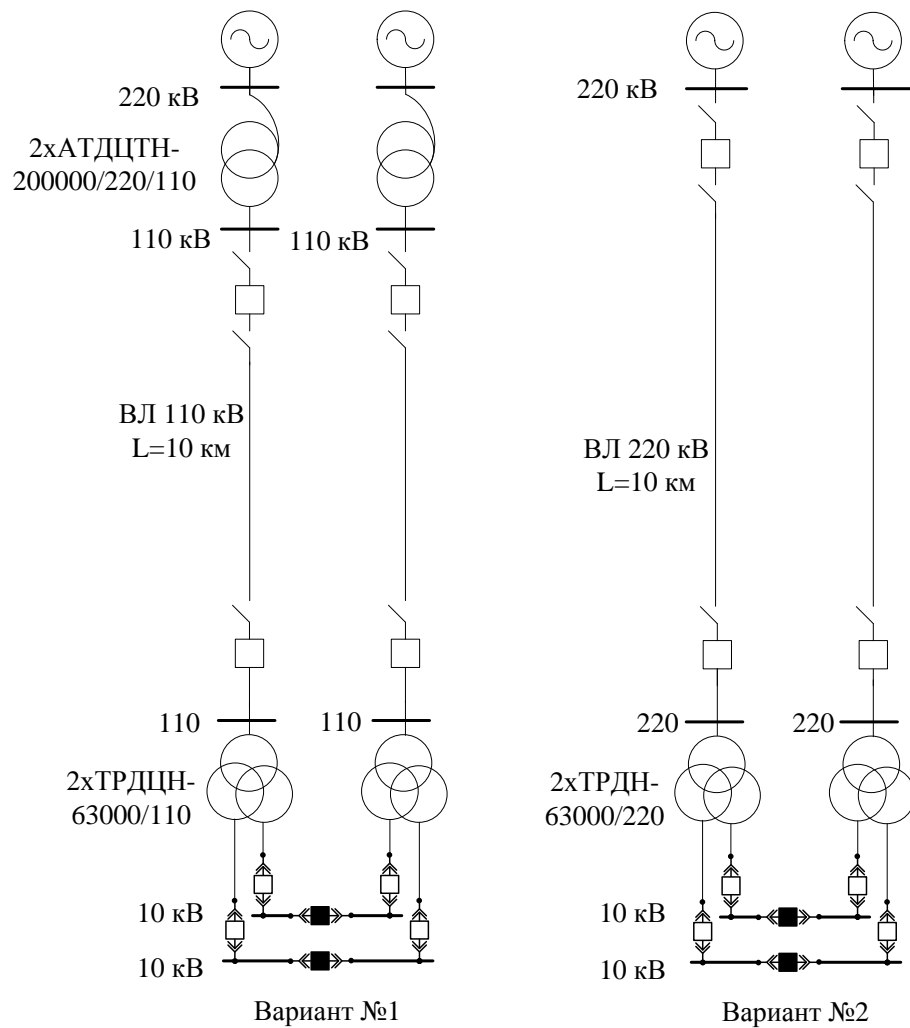


Рисунок 1 – Варианты схем внешнего электроснабжения для технико-экономического сравнения

7.1 Технико-экономический расчёт варианта №1

Выбор сечения воздушной линии.

Расчетный ток линий ГПП определяется по формуле:

$$I_P = \frac{S_{pBH}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{62795,19}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 164,8 \text{ А},$$

где U_H – номинальное напряжение питающей линии; n – количество цепей;

Экономически целесообразное сечение провода или кабеля определяют:

$$S = \frac{I_P}{j_{\text{эк}}} = \frac{164,8}{1} = 164,8 \text{ мм}^2,$$

где $j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм², [4, с.71, табл. 4.1] в зависимости от годового числа часов использования максимума нагрузки $T_{max} = 8000$ т/год. [4, с.72, табл. 4.2]

Сечение провода округляем до ближайшего стандартного значение 150мм². Допустимый длительный ток для алюминиевого провода равен 450А.

Наибольший расчетный ток, А,

$$I_{Pmax} = \frac{S_{pBH}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{62795,19}{\sqrt{3} \cdot 110} = 329,6.$$

Условие проверки по допустимому нагреву:

$$I_{Pmax} \leq I_{доп}$$

$$329,6 \leq 450$$

Выбираем провод АС-150/24. [5, Таблица 1.3.29] .

Капитальные затраты на линии. При определении капитальных затрат используем укрупненные показатели стоимости электрооборудования на 2000 г.

Коэффициент удорожания на 2015 год $k_{y\partial} = 28,3$ [6].

Капитальные вложения в установку 4 элегазовых выключателей 110 кВ (на ПС энергосистемы 2 шт. и на ГПП предприятия 2 шт.), тыс. руб. [7, с. 345],

$$K_Q = 4 \cdot 7000 = 28000.$$

Капитальные вложения в двухцепную ЛЭП 110 кВ на железобетонных опорах, тыс. руб. [7, с. 333],

$$K_W = 1150 \cdot 10 = 11500.$$

Капитальные вложения в установку двух трансформаторов ТРДЦН-63000/110, тыс. руб. [7, с. 346],

$$K_T = 2 \cdot 11600 = 23200.$$

Итого по капитальным затратам для первого варианта на 2015 г, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = (28000 + 11500 + 23200) \cdot 1,5 \cdot k_{y\partial} = 94050 \cdot 28,3 = 2661615$$

где 1,5 - зональный повышающий коэффициент для Восточной Сибири [7, с.330, табл. 7.2].

Издержки на 2015 год, связанные с амортизационными отчислениями, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma} = \left(\frac{1}{T_{nuW}} \cdot K_W + \frac{1}{T_{nuQ}} \cdot K_Q + \frac{1}{T_{nuT}} \cdot K_T \right) \cdot 1,5 \cdot k_{y\partial},$$

где $T_{nuW}, T_{nuQ}, T_{nuT}$ - срок полезного использования объекта [4, с. 108, табл. 6.1].

$$I_{\Sigma} = \left(\frac{1}{20} \cdot 11500 + \frac{1}{20} \cdot 28000 + \frac{1}{20} \cdot 23200 \right) \cdot 1,5 \cdot 28,3 = 133081$$

Издержки на 2015 год, связанные с обслуживанием объектов внешнего электроснабжения, тыс. руб.,

$$\begin{aligned} I_{OS} &= \left(\frac{o_W}{100} \cdot K_W + \frac{o_Q}{100} \cdot K_Q + \frac{o_T}{100} \cdot K_T \right) \cdot 1,5 \cdot k_{y\partial} = \\ &= \left(\frac{0,8}{100} \cdot 11500 + \frac{5,9}{100} \cdot 28000 + \frac{5,9}{100} \cdot 23200 \right) \cdot 1,5 \cdot 28,3 = 97040, \end{aligned}$$

где $o_W = 0,8\%, o_Q = 5,9\%, o_T = 5,9\%$ - коэффициенты ежегодных издержек на ремонт и обслуживание объектов внешнего электроснабжения, % от К [4, с. 112].

Издержки, связанные с потерей электрической энергии, тыс. руб.,

$$I_{\Pi\Sigma} = (\Delta\mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} + \Delta\mathcal{E}_T) \cdot S \cdot 1,5 \cdot k_{y\partial},$$

где $\Delta\mathcal{E}_{\text{ЛЭП}}$ - потери электроэнергии в линии, кВт·ч; $\Delta\mathcal{E}_T$ - потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч; $S = 1,5$ руб за 1 кВт·ч – тариф на электроэнергию.

Потери электроэнергии в ЛЭП, кВт·ч,

$$\Delta\mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = \Delta P_{\text{ЛЭП}} \cdot \tau,$$

где τ - время максимальных потерь, ч.

Время максимальных потерь, ч,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\text{зод}} = \left(0,124 + \frac{8000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 7479.$$

Потери мощности в ЛЭП, кВт,

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{S_{\text{рВН ГПП}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n} \cdot 10^3 = \frac{62795,19^2}{110^2} \cdot \frac{0,204 \cdot 10}{2} \cdot 10^3 = 322,$$

где r_0 - активное сопротивление 1 км ВЛ, Ом/км [7, с 84]; n – кол-во цепей, шт.

Потери электроэнергии в ЛЭП, кВт·ч,

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = 322 \cdot 7479 = 2408238.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч,

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_T &= n_T \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{зод}} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{S_{\text{рВН ГПП}}}{S_{\text{номТ}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 59 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 260 \cdot \left(\frac{62795,19}{63000} \right)^2 \cdot 7479 = 1999632, \end{aligned}$$

где $\Delta P_{\text{хх}}, \Delta P_{\text{кз}}$ - потери холостого хода и короткого замыкания, кВт; n_T - кол-во трансформаторов, шт; $S_{\text{номТ}}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Таким образом, суммарные издержки на 2015 год, связанные с потерей электроэнергии равны, тыс. руб.,

$$I_{\text{ПΣ}} = (1999632,8 + 2408238) \cdot 1,5 \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 28,3 = 280637$$

Суммарные издержки на 2015 год равны, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma} = I_{\text{АС}} + I_{\text{ОС}} + I_{\text{ПΣ}} = 133081 + 97040 + 280637 = 510758,4.$$

Суммарные приведенные затраты для первого варианта внешнего электроснабжения на 2015г, тыс. руб.,

$$Z = 0,125 \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,125 \cdot 2661615 + 510758,4 = 843460.$$

7.2 Технико-экономический расчёт варианта №2

Все обозначения аналогичны расчету выше.

Расчетный ток линий ГПП определяется по формуле:

$$I_P = \frac{S_{pBH}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{62795,19}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 82,4 \text{ А},$$

Экономически целесообразное сечение провода или кабеля определяют:

$$S = \frac{I_P}{j_{\text{эк}}} = \frac{82,4}{1} = 82,4 \text{ мм}^2,$$

Наибольший расчетный ток, А:

$$I_{P\text{max}} = \frac{S_{pBH}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{62795,19}{\sqrt{3} \cdot 220} = 164,8.$$

По условию коронирования для ВЛ 220 кВ допускается применение провода с сечением не менее 240 мм². Выбираем провод АС-240/32. Допустимый длительный ток для данного провода равен 610 А, что является допустимым для максимального режима.

Капитальные вложения в установку 4 элегазовых выключателей 220 кВ (на ПС энергосистемы 2 шт. и на ГПП предприятия 2 шт.), тыс. руб. [7, с. 345],

$$K_Q = 4 \cdot 12500 = 50000.$$

Капитальные вложения в двухцепную ЛЭП 220 кВ на железобетонных опорах, тыс. руб. [7, с. 333],

$$K_W = 2195 \cdot 10 = 21950.$$

Капитальные вложения в установку двух трансформаторов ТРДН-63000/220, тыс. руб. [7, с. 346],

$$K_T = 2 \cdot 14700 = 29400$$

Итого по капитальным затратам для второго варианта на 2015г, тыс. руб.,

$$K_{\Sigma} = (50000 + 21950 + 29400) \cdot 1,5 \cdot k_{y\partial} = 152025 \cdot 28,3 = 4302307,5,$$

где 1,5 - зональный повышающий коэффициент для Восточной Сибири. [7, с.330, табл. 7.2];

Издержки на 2015 год, связанные с амортизационными отчислениями, тыс. руб.,

$$\begin{aligned} I_{A\Sigma} &= \left(\frac{1}{T_{nuW}} \cdot K_W + \frac{1}{T_{nuQ}} \cdot K_Q + \frac{1}{T_{nuT}} \cdot K_T \right) \cdot 1,5 \cdot k_{y\partial} = \\ &= \left(\frac{1}{20} \cdot 21950 + \frac{1}{20} \cdot 50000 + \frac{1}{20} \cdot 29400 \right) \cdot 1,5 \cdot 28,3 = 215115. \end{aligned}$$

Издержки на 2015 год, связанные с обслуживанием объектов внешнего электроснабжения, тыс. руб.,

$$\begin{aligned} I_{O\Sigma} &= \left(\frac{o_W}{100} \cdot K_W + \frac{o_Q}{100} \cdot K_Q + \frac{o_T}{100} \cdot K_T \right) \cdot 1,5 \cdot k_{y\partial} = \\ &= \left(\frac{0,8}{100} \cdot 21950 + \frac{5,9}{100} \cdot 50000 + \frac{5,9}{100} \cdot 29400 \right) \cdot 1,5 \cdot 28,3 = 206307. \end{aligned}$$

Время максимальных потерь, ч,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\text{зод}} = \left(0,124 + \frac{8000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 7479.$$

Потери мощности в ЛЭП, кВт,

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = \frac{S_{pBH \text{ ГПП}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l}{n} \cdot 10^3 = \frac{62795,19^2}{220^2} \cdot \frac{0,122 \cdot 10}{2} \cdot 10^3 = 49,7.$$

Потери электроэнергии в ЛЭП, кВт·ч,

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} = \Delta P_{\text{ЛЭП}} \cdot \tau = 49,7 \cdot 7479 = 371710,2.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч,

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_T &= n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{зод}} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{\kappa\text{з}} \cdot \left(\frac{S_{pBH \text{ ГПП}}}{S_{\text{номТ}}} \right)^2 \cdot \tau = \\ &= 2 \cdot 70 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 265 \cdot \left(\frac{62795,19}{63000} \right)^2 \cdot 7479 = 2210928. \end{aligned}$$

Суммарные издержки на 2015 год, связанные с потерей электроэнергии равны, тыс. руб.,

$$I_{\Pi\Sigma} = (\Delta\mathcal{E}_{\text{ЛЭП}} + \Delta\mathcal{E}_T) \cdot S \cdot 1,5 \cdot k_{\text{yo}},$$

$$I_{\Pi\Sigma} = (371710,2 + 2210928) \cdot 1,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1,5 \cdot 28,3 = 164451.$$

Суммарные издержки на 2015г равны, тыс. руб.,

$$I_{\Sigma} = 215115 + 206307 + 164451 = 585873$$

Суммарные приведенные затраты для второго варианта внешнего электроснабжения на 2015г, тыс. руб.,

$$З = 0,125 \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,125 \cdot 4302307 + 585873 = 1123662.$$

7.3 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

В таблице 4 приведено сравнение двух вариантов внешнего электроснабжения в ценах на 2015 год, на 110 и 220 кВ соответственно.

Таблица 4 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Вариант	Капитальные вложения K_{Σ} , тыс. руб.	Издержки, I_{Σ} , тыс. руб.			Суммарные затраты $З$, тыс. руб.
		амортизация	обслуживание	потери э/э	
110кВ	2661615	133081	97040	280637	843460
220кВ	4302307	215115	206307	164451	1123662

По приведенным затратам видно, что первый вариант (110 кВ) внешнего электроснабжения трансформаторного завода выгоднее, чем второй (220 кВ). Принимаем первый вариант для дальнейшего расчёта.

8 Выбор и расположение цеховых трансформаторов

Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности σ_n нагрузки,

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F},$$

где S_p - расчетная нагрузка цеха (корпуса, отделения), кВА; F - площадь цеха, м².

При плотности нагрузки до $\sigma_n = 0,2$ кВА/м² целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 и 1600 кВА, при $\sigma_n = 0,2 \div 0,5$ кВА/м² - мощностью 1600 кВА. При σ_n более 0,5 кВА/м² - мощностью 1600 или 2500 кВА [4, с.11].

Минимальное число цеховых трансформаторов $N_{\min TP}$ одинаковой мощности,

$$N_{\min TP} = \frac{P_p}{K_3 \times S_{\text{ном.}TP}} + \Delta N,$$

где K_3 - рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, о.е.

ΔN - добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов $N_{\text{опт}}$ определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от $N_{\min TP}$ на величину m :

$$N_{\text{опт}} = N_{\min TP} + m,$$

где m – дополнительно установленные трансформаторы

Таблица 4 – Распределение нагрузок по пунктам питания

№	ЦТП	Потребители	Место ЦТП	P_p , кВт	Q_p , квар	$N_{\text{тр}}$	$S_{\text{ном}TP}$, кВА	σ_n
1	ТП1,2,3,4	Цех №1	Цех №1	9969	9973	4×2	1600	0,54
2	ТП5,6,7,8,9	Цех №2	Цех №2	13860	10180	5×2	1600	0,3
3	ТП10	Цех №3, 9	Цех №3	8647	7296	1×2	1600	0,24
4	ТП11,12	Цех №3	Цех №3	8637	7285	2×2	1600	0,23
5	ТП13	Цех №3,5,6,7,8	Цех №3	9075	7675	1×2	1600	0,23
6	ТП14,15,16,18	Цех №4	Цех №4	11470	9862	4×2	1600	0,4
7	ТП17	Цех №4,13,14	Цех №4	11881	10160	1×2	1600	0,42
8	ТП19	Цех №15	Цех №15	3173	2784	1×1	1600	1,03
9	ТП20	Цех №15,16,17,25	Цех №15	3442	3032	1×2	1600	0,38
10	ТП21	Цех №21,18,19,20	Цех №21	903	623	1×2	400	0,06
11	ТП22	Цех №21,22,23	Цех №21	849	604	1×2	400	0,08
12	ТП23	Цех №24	Цех	2026	981	1×2	1600	0,78

			№24					
13	ТП24	Цех №12,11,10	Цех №12	709	719	1×2	400	0,12
14	РУ1	Цех №3	-	1560	1375	-	-	
15	РУ2	Цех №4	-	1638	1445	-	-	
16	РУ3	Цех №21	-	525	393	-	-	
17	РУ4	Цех №24	-	3400	1646	-	-	
18	РУ5	Цех №4	-	1638	1445	-	-	

9 Выбор кабелей

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы, соединенные по магистральной схеме.

Определяем расчетный ток, А,

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}},$$

По справочным материалам выбираем кабель на 10 кВ марки АПВВнг-LS. производства «Электрокабель Кольчугинский завод». Кабель на 0,4 кВ выбираем марки СИП-5 производства «Камкабель».

Соответствующее этому току сечение, мм²,

$$F_p = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{ЭК}}},$$

где $j_{\text{ЭК}} = 1$ - экономическая плотность тока.

Результаты расчётов сведём в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор кабелей

Участок	S_p , кВ·А	I_p , А	F_p , мм ²	$F_{\text{см}}$, мм ²	$I_{\text{дон}}$, А	Кол-во жил в кабеле
10кВ						
ТП1 – ТП4 ТП3 – ТП20 ТП6 – ТП7 ТП9 – ТП8 ТП18 – ТП17 ТП10 – ТП13 ТП11 – ТП12	3200	92	92	95	233	3
ГПП – ТП1 ТП-2 – ТП3	6400	184	184	185	341	3

ГПП – ТП6 ТП5 – ТП9 ТП14 – ТП18 ТП23 – ТП11						
ТП16 – ТП19	1600	46	46	50	157	3
ТП15 – ТП16	4800	138	138	150	299	3
ГПП – РУ5	6984	202	202	185	341	3
ГПП – ТП2 ГПП – ТП5	9600	277	277	300	455	3
ГПП – РУ2	11784	340	340	300	455	3
ГПП – РУ4	13378	386	386	400	822	1
ГПП – РУ1	8480	245	245	240	397	3
ТП22 – ТП21	800	23	23	50	157	3
ГПП – РУ3	2256	65	65	70	195	3
ГПП – ТП24	800	23	23	50	157	3
0,4кВ						
РП1 – РП2	144,31	104	104	95	300	5
РП5– РП1	323,5	233	233	240	515	
РП5– РП3	141,309	102	102	95	300	
РП5– РП4	124,35	90	90	95	300	
РП6– РП7	15,4	11	11	16	100	
РП11 – РП10	223,357	161	161	150	380	
РП12 – РП11	261,6	189	189	185	436	
РП8– РП13	236,3	170	170	185	436	
РП8 – РП14	271,97	196	196	185	436	
РП9 – РП17	154,83	111,7	111,7	120	340	
РП15 – РП9	169,6	122	122	120	340	
РП15 – РП16	196,33	141	141	150	380	
РП21 – РП18	199,5	144	144	150	380	
РП21 – РП19	192	138	138	150	380	
РП21 – РП20	61,2	44	44	50	195	
РП24 – РП22	365,736	263	263	240	515	
РП24 – РП23	31,6	22	22	25	130	

Схема кабельной сети по заводу представлена в Приложении 1.

10 Выбор мощности низковольтных конденсаторных батарей

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, квар,

$$Q_{MAX.T} = \sqrt{(N_{ОПТ} \cdot K_3 \cdot S_{номТР})^2 - P_P^2}.$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар,

$$Q_{HK1} = Q_P - Q_{MAX.T}.$$

Дополнительная мощность Q_{HK2} НБК, квар,

$$Q_{HK2} = Q_P - Q_{HK1} - \gamma \cdot N_{OIT} \cdot S_{номTP},$$

где γ - расчетный коэффициент, зависящий от коэффициента удельных потерь K_{P1} [7, с.15].

Суммарная мощность НБК, квар,

$$Q_{HKPACЧ} = Q_{HK1} + Q_{HK2}.$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 6. Тип НБК был выбран по [7, с.103].

Таблица 6 – Распределение НБК по ЦТП

ЦТП	Q_P , квар	Q_{HK1} , квар	Q_{HK2} , квар	$Q_{HKPACЧ}$, квар	$Q_{HKФАКТ}$, квар	K_3	Тип НБК
ТП1,2,3,4	9973	7663	0	7663	8576	0,8	16×УКМ 58-04-536-67УЗ
ТП5,6,7, 8,9	10180	6274	0	6274	6700	0,9	20×УКМ 58-04-335-67УЗ
ТП10,11, 12,13	7686	2961	0	2961	3216	0,8	8×УКМ 58-04-402-67УЗ
ТП14,15, 16, 17,18	10161	5401	0	5401	6030	0,8	10×УКМ 58-04-603-67УЗ
ТП19,20	3032	1330	0	1330	1340	0,8	4×УКМ 58-04-335-67УЗ
ТП21, 22	860	479	0	479	532	0,8	4×УКМ 58-04-133-33,3-УЗ
ТП23	981	-583	-	-	-	-	НБК не устанавливаем
ТП24	719	593	0	593	804	0,9	2×УКМ 58-04-402-67УЗ

11 Выбор высоковольтных батарей статических конденсаторов

При выборе КУ при допущении о незначительной длине линий на предприятии можно представить всё предприятие как узел сети 10 кВ, к

которому подключены реактивная нагрузка и источники реактивной мощности, энергосистема и высоковольтные конденсаторные батареи.

$$Q_{ВБК} = \Sigma Q_P - \Sigma Q_{НКФАКТ} - Q_{ЭС}.$$

Входная реактивная мощность $Q_{ЭС}$ энергосистемы как экономически оптимальная реактивная мощность, которая может быть передана предприятию в период наибольшей нагрузки энергосистем, квар.

$$Q_{Э} = K_{\alpha} \cdot P_{p\Sigma(0,4+10)} = 0,29 \cdot 61047 = 17703,63$$

Таким образом, требуемая мощность ВБК, квар,

$$Q_{ВБК} = 49946 - 27198 - 17703,63 = 5044,37$$

Принимаем к установке 4 конденсаторные установки типа УКЛ 56-10,5-1350УЗ мощностью по 1350 квар каждая.

Фактическая мощность установленных ВБК, квар,

$$Q_{ВБК}^{ФАКТ} = 4 \cdot 1350 = 5400.$$

Присоединение ВБК предусматривается на шины 10 кВ ГПП.

12 Расчет токов короткого замыкания

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение КЗ в сети или в элементах электрооборудования вследствие повреждения изоляции или неправильных действий обслуживающего персонала. Для снижения ущерба, обусловленного выходом из строя электрооборудования при протекании токов КЗ, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения необходимо правильно определить токи КЗ для выбора измерительных трансформаторов тока и напряжения, коммутационной аппаратуры (выключатели, разъединители, автоматические выключатели, выключатели нагрузки, предохранители) и релейной защиты.

Для расчета токов КЗ составляют схему замещения, в которой все магнитные связи заменены электрическими и все элементы системы электроснабжения представлены сопротивлениями.

Исходная однолинейная схема и схема замещения для расчета токов КЗ с указанными точками КЗ представлена на рисунке 2 и 3.

Параметры элементов, входящих в электрическую сеть, представлены на таблицах ниже.

Таблица 7 – Параметры трансформаторов

Обозначение	Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$P_{\kappa}, \text{кВт}$	Напряжение обмотки, кВ		$u_{\kappa}, \%$		
				ВН	НН	ВН	СН	НН
T1, T2	ТМ-1600/10	1,6	18	10,5	0,4	-	6,5	-
$T_{\text{ГПП}}$	ТРДЦН-63000/110	63	260	115	10,5	-	10,5	-
АТ	АТДЦТН-200000/220/110	200	430	230	11	11	32	20

Таблица 8 – Параметры ЛЭП и кабелей

Обозначение	Длина, км	$R_{(0)}, \text{Ом/км}$	$X_{(0)}, \text{Ом/км}$
W1	10	0,204	0,42
W2	0,065	0,1	0,154
W3	0,23	0,0778	0,151

Значения ЭДС принимаем в соответствии с [8, с. 133]. $E_1 = 1$

Базисная мощность: $S_{\bar{6}} = 100 \text{ МВА}$,

Мощность КЗ: $S_{\kappa\text{З}} = 1200 \text{ МВА}$

Все формулы для расчетов токов КЗ взяты из с [4, с. 29].

Сопротивление системы $G\bar{S}$, о.е.,

$$x_1 = \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\kappa\text{З}}} = \frac{100}{1200} = 0,083;$$

$$r_1 = \frac{x_1}{50} = \frac{0,083}{50} = 0,002.$$

Сопротивления автотрансформатора, о.е.,

$$x_2 = \frac{1}{200} \cdot (u_{\kappa}^{BC} + u_{\kappa}^{BH} - u_{\kappa}^{CH}) \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{номАТ}}} = \frac{1}{200} \cdot (11 + 32 - 19) \cdot \frac{100}{200} = 0,058;$$

$$x_3 = \frac{1}{200} \cdot (u_{\kappa}^{BC} - u_{\kappa}^{BH} + u_{\kappa}^{CH}) \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{номАТ}}} = \frac{1}{200} \cdot (11 - 32 + 19) \cdot \frac{100}{200} = 0;$$

$$r_2 = \frac{P_{\kappa}^{AT} \cdot S_{\bar{6}} \cdot 10^{-3}}{S_{\text{номАТ}}^2} = \frac{430 \cdot 100}{200^2} \cdot 10^{-3} = 0,001.$$

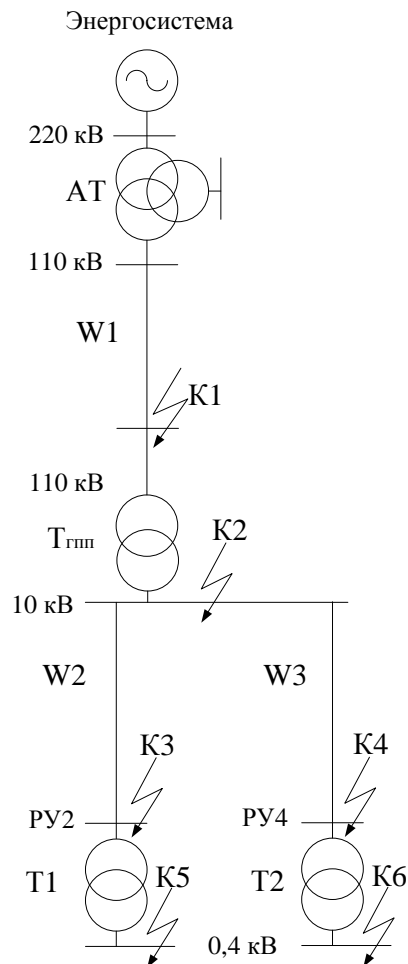


Рисунок 2 – Однолинейная схема для расчёта ТКЗ

Сопротивления воздушной линии W1, о.е.,

$$x_4 = x_{W1} \cdot l_{W1} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} = 0,42 \cdot 10 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,032;$$

$$r_4 = r_{W1} \cdot l_{W1} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} = 0,204 \cdot 10 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,015.$$

Сопротивления трансформатора на ГПП, о.е.,

$$x_5 = \frac{u_{\kappa}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{номТР}_{\text{ГПП}}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,167;$$

$$r_5 = \frac{P_{\kappa}^{\text{ГПП}} \cdot S_{\bar{6}} \cdot 10^{-3}}{S_{\text{номТР}_{\text{ГПП}}}^2} = \frac{260 \cdot 100}{63^2} \cdot 10^{-3} = 0,007.$$

Сопротивления кабельных линий W2, W3, о.е.,

$$x_6 = x_{W2} \cdot l_{W2} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,154 \cdot 0,065 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,036;$$

$$r_6 = r_{W2} \cdot l_{W2} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,1 \cdot 0,065 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,059;$$

$$x_7 = x_{W3} \cdot l_{W3} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,154 \cdot 0,23 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,032;$$

$$r_7 = r_{W3} \cdot l_{W3} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,0778 \cdot 0,23 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,016;$$

Сопротивления трансформаторов Т1, Т2, о.е.,

$$x_8 = x_9 = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.}(T1,T2)}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{1,6} = 4,063,$$

$$r_8 = r_9 = \frac{P_{\kappa}^{(T1,T2)} \cdot S_6 \cdot 10^{-3}}{S_{\text{ном.}(T1,T2)}^2} = \frac{18 \cdot 100}{1,6^2} \cdot 10^{-3} = 0,703.$$

Определяем результирующие сопротивления до точек КЗ, о.е.,

$$x_{\Sigma K1} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 = 0,083 + 0,058 + 0 + 0,032 = 0,173;$$

$$r_{\Sigma K1} = r_1 + r_2 + r_4 = 0,002 + 0,001 + 0,015 = 0,018;$$

$$x_{\Sigma K2} = x_{\Sigma K1} + x_5 = 0,173 + 0,167 = 0,34; r_{\Sigma K2} = r_{\Sigma K1} + r_5 = 0,018 + 0,007 = 0,025;$$

$$x_{\Sigma K3} = x_{\Sigma K2} + x_6 = 0,34 + 0,036 = 0,376; r_{\Sigma K3} = r_{\Sigma K2} + r_6 = 0,018 + 0,059 = 0,077;$$

$$x_{\Sigma K4} = x_{\Sigma K2} + x_7 = 0,37 + 0,032 = 0,402; r_{\Sigma K4} = r_{\Sigma K2} + r_7 = 0,018 + 0,016 = 0,034;$$

$$x_{\Sigma K5} = x_{\Sigma K3} + r_8 = 0,376 + 4,063 = 4,439;$$

$$r_{\Sigma K5} = r_{\Sigma K3} + r_6 = 0,077 + 0,703 = 0,780;$$

$$x_{\Sigma K6} = x_{\Sigma K4} + r_9 = 0,402 + 4,063 = 4,465;$$

$$r_{\Sigma K6} = r_{\Sigma K4} + r_9 = 0,034 + 0,703 = 0,737;$$

Условие $r_{\Sigma} < (x_{\Sigma} / 3)$ не выполняется ни для одной точки КЗ, поэтому активные сопротивления элементов системы электроснабжения при определении тока КЗ не учитывают [4, с 32].

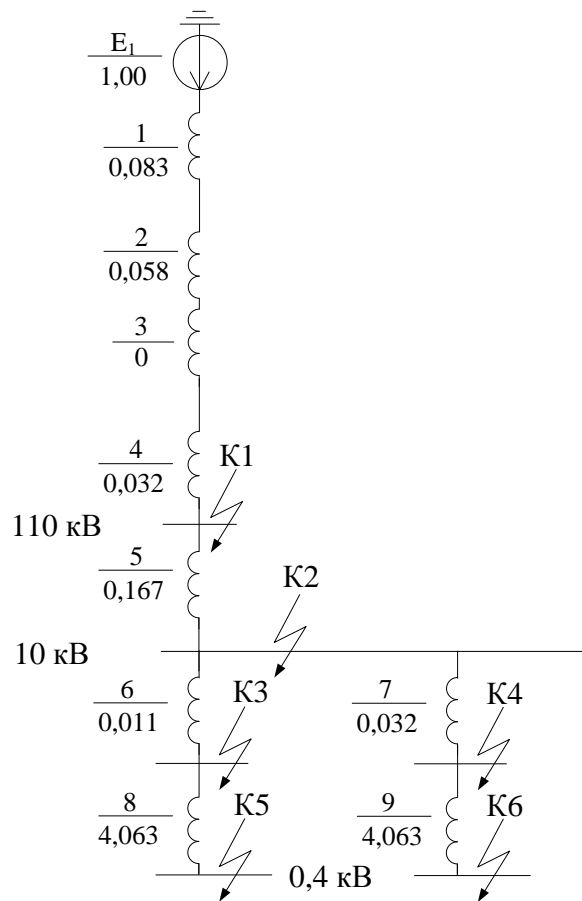


Рисунок 3 – Схема замещения для расчёта ТКЗ

Базисные токи, кА,

$$I_6^{115} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6^2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115^2} = 0,5;$$

$$I_6^{10,5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5^2} = 5,5;$$

$$I_6^{0,4} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4^2} = 144,34.$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, кА,

$$I_{n0}^{K1} = \frac{E_1}{x_{\Sigma K1}} \cdot I_6^{115} = \frac{1}{0,173} \cdot 0,5 = 2,9;$$

$$I_{n0}^{K2} = \frac{E_1}{x_{\Sigma K2}} \cdot I_6^{10,5} = \frac{1}{0,34} \cdot 5,5 = 16,17;$$

$$I_{n0}^{K3} = \frac{E_1}{x_{\Sigma K3}} \cdot I_{\bar{\sigma}}^{10,5} = \frac{1}{0,376} \cdot 5,5 = 14,6;$$

$$I_{n0}^{K4} = \frac{E_1}{x_{\Sigma K4}} \cdot I_{\bar{\sigma}}^{10,5} = \frac{1}{0,402} \cdot 5,5 = 13,75;$$

$$I_{n0}^{K5} = \frac{E_1}{x_{\Sigma K5}} \cdot I_{\bar{\sigma}}^{0,4} = \frac{1}{4,439} \cdot 144,34 = 32,5;$$

$$I_{n0}^{K6} = \frac{E_1}{x_{\Sigma K6}} \cdot I_{\bar{\sigma}}^{0,4} = \frac{1}{4,465} \cdot 144,34 = 32,3.$$

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока,

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{r_{\Sigma} \cdot \omega};$$

$$T_a^{K1} = \frac{0,173}{0,018 \cdot 314} = 0,03;$$

$$T_a^{K2} = \frac{0,34}{0,025 \cdot 314} = 0,044;$$

$$T_a^{K3} = \frac{0,376}{0,077 \cdot 314} = 0,016;$$

$$T_a^{K4} = \frac{0,402}{0,034 \cdot 314} = 0,04;$$

$$T_a^{K5} = \frac{4,439}{0,78 \cdot 314} = 0,018;$$

$$T_a^{K6} = \frac{4,465}{0,737 \cdot 314} = 0,02.$$

Ударный коэффициент,

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}};$$

Ударный ток, кА,

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0},$$

$$i_y^{K1} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}} \cdot \sqrt{2} \cdot 2,9 = 7,04;$$

$$i_y^{K2} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,044}} \cdot \sqrt{2} \cdot 16,17 = 41,09 ;$$

$$i_y^{K3} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,016}} \cdot \sqrt{2} \cdot 14,6 = 12,05 ;$$

$$i_y^{K4} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,04}} \cdot \sqrt{2} \cdot 13,75 = 16,14 ;$$

$$i_y^{K5} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,018}} \cdot \sqrt{2} \cdot 32,5 = 27,37 ;$$

$$i_y^{K6} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,02}} \cdot \sqrt{2} \cdot 32,3 = 28,71 ;$$

Результаты расчёта тока КЗ приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка	Степень напряжения, кВ	Ток КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
K1	110	2,9	7,04
K2	10	16,17	41,09
K3	10	14,6	12,05
K4	10	13,75	16,14
K5	0,4	32,5	27,37
K6	0,4	32,3	28,71

13 Расчёт токов цепей подстанции

Расчётные токи продолжительного режима цепи ВН трансформаторов, А,

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316.$$

$$I_{\text{утяж}}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot I_{\text{норм}}^{\text{ВН}} = 442.$$

Расчётные токи продолжительного режима цепи НН трансформаторов, А,

$$I_{\text{норм}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{т.ном}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1732.$$

$$I_{\text{утяж}}^{\text{НН}} = 1,4 \cdot I_{\text{норм}}^{\text{НН}} = 2424.$$

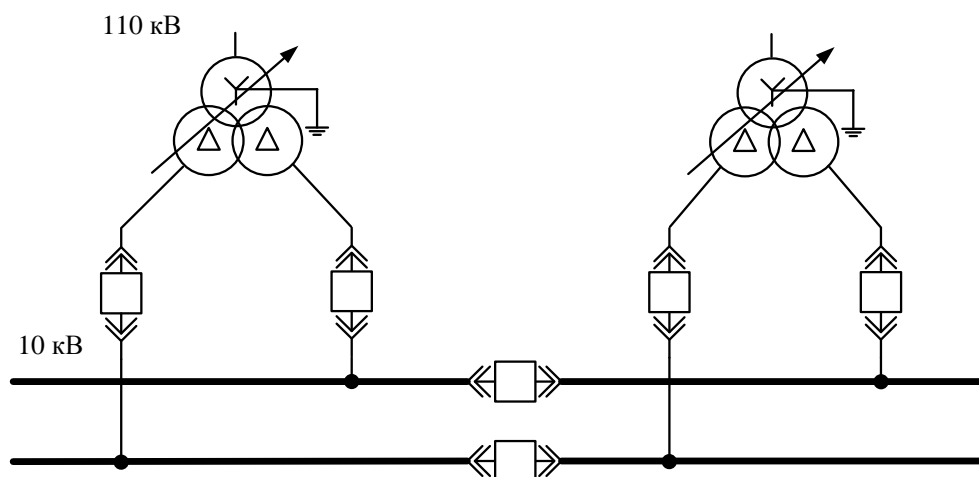


Рисунок 4 – Однолинейная схема РУ 10 кВ

Применение данной схемы рекомендуется для трансформаторов 110/10 с расщеплёнными обмотками 63 МВА и мощнее. [9, с. 198].

14 Выбор и проверка токоведущих частей

На стороне ВН и НН расчётные нагрузки определяют, как правило, с учётом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ мощности [1, с.16]. Однако, наш трансформатор мощностью 63 МВА и так получился недогружен в нормальном режиме, поэтому в установке более мощных трансформаторов нет необходимости.

На основании вышесказанного, выбор токоведущих частей будет осуществлён из расчёта установки трансформаторов ТРДЦН 63000/110.

14.1 Токоведущие части 110 кВ

14.1.1 Ошиновка

Выбираем ошиновку гибким проводом АС 150/24 с $I_{\text{макс.доп.}} = 450 \text{ A}$. [5, табл. 1.3.29].

Проверка гибкой ошиновки на термическое действие токов короткого замыкания не осуществляется из-за выполнения ошиновки на открытом воздухе.

Проверка ошиновки на схлестывание не проводится, так как $I_{\text{н0}}^{(3)} < 20 \text{ кА}$ [3, с.238].

Так как ток короткого замыкания меньше 20 кА то механический расчет гибких проводников не проводится [3, с.233].

На ОРУ расстояние между фазами меньше чем на линиях, поэтому необходима проверка по условию коронирования.

Начальная критическая напряженность, кВ/см,

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,69}} \right) = 33,8,$$

где $m=0,82$ - коэффициент шероховатости провода; $r_0=0,69$ см – радиус провода АС150/24.

Напряженность вокруг провода, кВ/см,

$$E = \frac{0,354U}{r_0 \lg \left(\frac{1,26D}{r_0} \right)} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,69 \cdot \lg \left(\frac{1,26 \cdot 180}{0,69} \right)} = 23,5,$$

где $D=180$ см – расстояние между фазами на ОРУ.

Условие проверки по короне:

$$1,07E \leq 0,9E_0;$$

$$25,1 \leq 30,4.$$

Провод АС150/24 удовлетворяет требованию по коронированию.

13.1.2 Выключатели и разъединители

Выбираем выключатель ВГТ-УЭТМ-110-40/3150 ХЛ1 производства Уралэлектротяжмаш с каталожными данными, приведёнными в Таблице 10 с $t_{с.в.откл} = 0,035$ с, $t_{в.откл} = 0,055$ с.

Выбираем разъединитель РПД-УЭТМ-110.

Расчётные данные для точки К1:

Апериодическая составляющая тока КЗ для момента τ , кА, [3, с.112]

$$i_{ат} = \sqrt{2} I_{n0}^{K1} e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 2,9 \cdot e^{-0,045/0,03} = 0,9,$$

$$\text{где } \tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в.откл} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}, T_a = 0,03 \text{ с}.$$

Расчётный тепловой импульс, кА²·с, [3, с.140]

$$B_K = \left(I_{n0}^{K1} \right)^2 (t_{откл} + T_a) = 2,9^2 (0,255 + 0,03) = 2,4,$$

$$\text{где } t_{откл} = t_{р.з} + t_{в.откл} = 0,2 + 0,055 = 0,255 \text{ с} \quad [3, \text{ с.155}].$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент отключения, кА,

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \frac{\beta_{ном}}{100} I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,6$$

Тепловой импульс по каталогу для выключателя, кА²·с,

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800.$$

Тепловой импульс по каталогу для разъединителя, кА²·с,

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1875.$$

Выбор и проверку проведём в виде таблицы 10.

Таблица 10 – Выбор и проверка выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Условия выбора и проверки	Каталожные данные	
		Выключатель	Разъединитель
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб. max} = 442 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{нт} = 2,9 \text{ кА}$	$I_{нт} \leq I_{откл. ном}$	$I_{откл. ном} = 40 \text{ кА}$	-
$i_{ат} = 0,9 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{a. ном}$	$i_{a. ном} = 22,6 \text{ кА}$	-
$i_{уд} = 7,04 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр. скв}$	$i_{пр. скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{пр. скв} = 64 \text{ кА}$
$B_K = 2,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные выключатель и разъединитель удовлетворяют требуемым расчётным данным.

14.1.3 Трансформаторы тока

Колонковые выключатели не имеют встроенных трансформаторов тока, поэтому выбираем отдельностоящий трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-110. Номинальный ток первичной обмотки выбираем 500 А; вторичной – 1 А.

Тепловой импульсом по каталогу, кА²·с,

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 25^2 \cdot 3 = 1600.$$

Выбор и проверка приведена в Таблице 11.

Таблица 11 – Расчётные и каталожные данные ТТ

Расчётные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
$I_{раб. \max} = 442 \text{ А}$	$I_{раб. \max} \leq I_{1ном}$	$I_{1ном} = 500 \text{ А}$
5	Кол-во обмоток	5
не ниже 0,2S	Класс точности	0,2S/0,5/5P/5P/10P,
$i_{уд} = 7,04 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} = 102 \text{ кА}$
$B_K = 2,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{2расч}, \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2расч} < S_{2ном}$	$S_{2ном} = 100 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбранный трансформаторы тока удовлетворяют требуемым расчётным данным.

14.1.4 Трансформаторы напряжения

Принимаем к установке трансформатор напряжения ЗНГ- УЭТМ -110. Номинальное вторичное напряжения составляет 100 В.

Приведём расчётные и каталожные данные в Таблице 12.

Таблица 12 – Расчётные и каталожные данные ТН

Расчётные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{уст} = 110 / \sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{1ном}$	$U_{1ном} = 110 / \sqrt{3} \text{ кВ}$
3	Кол-во обмоток	3
не ниже 0,2	Классы точности	0,2/0,5/1,0
Y/Y/L	Схемы соединения	Y/Y/L
$S_{2расч}, \text{ ВА}$	$S_{2расч} \leq S_{ном}$	$S_{ном} = 1000 \text{ ВА}$

L – схема соединения вторичных обмоток «разомкнутый треугольник»

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют требуемым расчётным данным.

14.2 Выбор и проверка токоведущих частей на стороне 10 кВ

14.2.1 Комплектное распределительное устройство

В качестве РУ 10 кВ выбираем КРУ-СЭЩ-63 производства ООО «Электроцит Самара» с $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$, $U_{раб. \max} = 10,5 \text{ кВ}$, $I_{ном} = 2500 \text{ А}$, $I_{тер} = 31,5 \text{ кА}$, $t_{тер} = 3 \text{ с}$, $i_{пр.скв} = 81 \text{ кА}$.

13.2.2 Сборные шины

В КРУ-СЭЩ-63 сборные шины выполняются жесткими медными шинами. Выбираем сечение шин по нагреву, то есть должно выполняться условие $I_{\text{макс}} \leq I_{\text{доп}}$. В нашем случае $I_{\text{макс}} = 2424 \text{ А}$.

Выбираем медную однополосную шину 120×10 с $I_{\text{доп}} = 2650 \text{ А}$. [5, табл. 1.3.31].

Проверяем шины на термическую стойкость. Для этого определим тепловой импульс тока короткого замыкания, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$,

$$B_K = I_{n0}^{(K2)2} (t_{\text{откл}} + T_a) = 16,17^2 (1,055 + 0,044) = 287,$$

где I_{n0}^{K2} - начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке К2; $T_a = 0,044 \text{ с}$; $t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з}} + t_{\text{в.откл}} = 1 + 0,055 = 1,055 \text{ с}$.

Определяем минимальное сечение по условию термической стойкости, мм^2 ,

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{287 \cdot 10^6}}{91} = 186,$$

где $C = 91$ – функция значение которой выбирается по [3, с. 192].

Проводник с сечением q термически стоек, если выполняется условие:

$$q \geq q_{\text{min}}.$$
$$q = 120 \cdot 10 = 1200 \text{ мм}^2 \geq q_{\text{min}} = 186 \text{ мм}^2.$$

Шины термически стойки.

Проверяем однополосные шины на механическую прочность.

Определяем удельное усилие при трехфазном коротком замыкании, Н/м ,

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{y\phi}^{(K2)2}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{41000^2}{0,3} = 970,$$

где $a = 0,3 \text{ м}$ – расстояние между соседними фазами комплектного распределительного устройства КРУ-СЭЩ-63. Равномерно распределенная сила f создает разгибающий момент, Нм (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах),

Изгибающий момент, $\text{Н} \cdot \text{м}$,

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{970 \cdot 0,75^2}{10} = 54,56,$$

где $l = 0,75$ м - длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, равная ширине шкафа КРУ.

Момент сопротивления шин относительно оси по [3, с. 222], см³,

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{1 \cdot 12^2}{6} = 24,$$

где $b = 1$ см – толщина шины; $h = 12$ см – ширина.

Напряжение в материале шин, МПа,

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{54,56}{24} = 2,27.$$

Если выполняется условие $\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$, то шины механически прочные. В нашем случае $\sigma_{доп} = 140$ МПа. Значит, шины механически прочные.

Проверка на корону проводится только для гибких проводников 35 кВ и выше.

14.2.3 Выключатели и разъединители

Каталожные данные вводных выключателей ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5/2500 в составе КРУ: $U_{ном} = 10$ кВ, $I_{ном} = 2500$ А, $I_{откл.ном} = I_{тер} = I_{н0вкл} = 31,5$ кА, $\beta_{норм} = 40\%$, $t_{тер} = 3$ с, $t_{с.в.откл} = 0,03$ с, $t_{в.откл} = 0,055$ с, $i_{пр.скв} = i_{вкл} = 79$ кА.

Расчётные данные для точки К2:

Апериодическая составляющая тока КЗ для момента τ , кА, [3, с.112]

$$i_{ат} = \sqrt{2} I_{н0}^{K2} e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 16,17 \cdot e^{-0,04/0,044} = 9,2,$$

где $\tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в.откл} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ с, $T_a = 0,044$ с.

Расчётный тепловой импульс, кА²·с, [3, с.140]

$$B_K = (I_{н0}^{K2})^2 (t_{откл} + T_a) = 16,17^2 (0,255 + 0,044) = 78,2,$$

где $t_{откл} = t_{р.з} + t_{в.откл} = 0,2 + 0,055 = 0,255$ с [3, с. 155].

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент отключения, кА,

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \frac{\beta_{ном}}{100} I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,8.$$

Тепловой импульс по каталогу, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$,

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976.$$

Выбор и проверку вводных выключателей и разъединителей встроенной в КРУ проведём в виде таблицы 13.

Таблица 13 – Выбор и проверка вводных выключателей и разъединителей

Расчётные данные	Условия выбора и проверки	Каталожные данные	
		Выключатель	Разъединитель
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.мах} = 2424 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{нт} = 16,17 \text{ кА}$	$I_{нт} \leq I_{откл.ном}$	$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}$	-
$i_{ат} = 9,2$	$i_{ат} \leq i_{a.ном}$	$i_{a.ном} = 17,8 \text{ кА}$	-
$i_{уд} = 41,09 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} = 79 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 79 \text{ кА}$
$B_K = 74,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные вводные выключатели и разъединители удовлетворяют всем требованиям.

Ток наиболее загруженной линии 10 кВ составляет 386 А, поэтому для отходящих линий выбираем выключатели ВВУ-СЭЩ-10-20/630.

Секционные выключатели согласно схемы на рис. 4 должен быть рассчитан на половину номинального тока вводного выключателя, который составляет 1212 А, поэтому в качестве секционных выключателей выбираем ВВУ-СЭЩ-10-20/1600.

Каталожные данные выбранных выключателей представлены в таблице 14.

Тепловой импульс по каталогу, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$,

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200.$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент отключения, кА,

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \frac{\beta_{ном}}{100} I_{откл.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3.$$

Таблица 14 – Выбор и проверка отходящих и секционных выключателей и разъединителей

Расчётные данные	Условия выбора	Каталожные данные	
		Выключатель	Разъединитель
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб. max} = 386; 1212 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 630; 1600 \text{ А}$	$I_{ном} = 630; 1600 \text{ А}$
$I_{нт} = 16,17 \text{ кА}$	$I_{нт} \leq I_{откл. ном}$	$I_{откл. ном} = 20 \text{ кА}$	-
$i_{ат} = 9,2 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq i_{а. норм}$	$i_{а. ном} = 11,3 \text{ кА}$	-
$i_{уд} = 41,09 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр. скв}$	$i_{пр. скв} = 50 \text{ кА}$	$i_{пр. скв} = 50 \text{ кА}$
$B_K = 74,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранные отходящие и секционные выключатели и разъединители удовлетворяют всем требованиям

14.2.4 Трансформаторы тока

Ячейки отходящих линий КРУ-СЭЩ-63 комплектуются трансформаторами тока типа ТОЛ-СЭЩ-10 с номинальным вторичным током 1 А.

Тепловой импульс по каталогу, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$,

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 61^2 \cdot 1 = 3721 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Приведём расчётные и каталожные данные в таблице 15.

Таблица 15 – Расчётные и каталожные данные трансформаторов тока на отходящих линиях

Расчётные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб. max} = 386 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{1 ном}$	$I_{1 ном} = 400 \text{ А}$
4	Кол-во обмоток	4
0,2S	Классы точности	0,2S/0,5/5P/10P,
$i_{уд} = 41,09 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр. скв}$	$i_{пр. скв} = 152,5 \text{ кА}$
$B_K = 74,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 t_{тер}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 3721 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$S_{2 расч}, \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2 расч} < S_{2 ном}$	$S_{2 ном} = 100 \text{ ВА}$

Ячейки секционных и вводных выключателей комплектуются трансформаторами тока типа ТШЛ-СЭЩ-10, для которых ударный ток и тепловой импульс не рассчитывается из-за их особенностей конструкции.

Расчётные и каталожные данные приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка трансформаторов тока в секционной и вводной ячейках

Расчётные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб. max} = 1212; 2424 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{1ном}$	$I_{1ном} = 1500; 3000 \text{ А}$
5	Кол-во обмоток	5
0,2S	Классы точности	0,2S/0,5/5P/10P,
$S_{2расч}, \text{ ВА}$	$S_{2расч} < S_{2ном}$	$S_{2ном} = 100 \text{ ВА}$

Все выбранные трансформаторы тока удовлетворяют всем требуемым расчётным данным.

14.2.5 Трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-10 устанавливаются на каждой секции КРУ 10 кВ. Номинальное вторичное напряжения составляет 100В. Приведём расчётные и каталожные данные в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Расчётные данные	Условия выбора	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 / \sqrt{3} \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{1ном}$	$U_{1ном} = 10 / \sqrt{3} \text{ кВ}$
3	Кол-во обмоток	3
не ниже 0,2	Классы точности	0,2/0,5/1
Y/Y/L	Схемы соединения	Y/Y/L
$S_{2расч}, \text{ ВА}$	$S_{2расч} < S_{2ном}$	$S_{2ном} = 400 \text{ ВА}$

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют требуемым расчётным данным.

14.3 Выбор и проверка токоведущих частей на стороне 0,4 кВ

Воздушные автоматические выключатели
Рабочий максимальный ток на стороне 0,4 кВ, А,

$$I_{\text{раб. max}} = \frac{S_{\text{т. ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2310$$

Выбираем автоматический выключатель ВА СЭЩ АН-25Е

Таблица 18 – Проверка условий выбора автоматического выключателя

Условия выбора	Расчетные величины	Каталожные данные
$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном}}$	0,4 кВ	0,4 кВ
$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$	2310 А	3200 А
$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{откл.}}$	32,5 кА	85 кА

Выбранные выключатели напряжения удовлетворяют требуемым расчётным данным.

15 Выбор трансформаторов собственных нужд

В системе собственных нужд устанавливают, как правило, 2 трансформатора собственных нужд (ТСН). Мощность ТСН выбирается по нагрузкам собственных нужд подстанции с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а так же нагрузка в период ремонтных работ на подстанции, однако мощность ТСН не должна превышать 630 кВ·А для ПС 110 кВ [1, с.19].

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. В целях учебного проектирования с достаточной точностью можно определить нагрузку собственных нужд по [1, табл. 5.1]. Для тупиковой подстанции принимаем мощность собственных нужд $P_{\text{с.н}} = 130 \text{ кВт} \cos \varphi = 0,85$ [3, с.386].

Реактивная нагрузка собственных нужд, квар,

$$Q_{\text{с.н}} = P_{\text{с.н}} \tan \varphi = 130 \cdot 0,62 = 80.$$

Расчётная нагрузка собственных нужд подстанции, кВА,

$$S_{\text{с.н}} = k_c \sqrt{P_{\text{с.н}}^2 + Q_{\text{с.н}}^2} = 0,8 \sqrt{130^2 + 80^2} = 123,$$

где $k_c = 0,8$ - коэффициент спроса [3, с. 386].

Мощность трансформатора собственных нужд, кВА,

$$S_T \geq \frac{S_{\text{с.н}}}{k_{\text{нз}}} = \frac{123}{1,4} = 88,$$

где $k_{нз} = 1,4$ - коэффициент допустимой аварийной перегрузки [3, с.387].

Принимаем к установке два трансформатора собственных нужд ТСЗ-100/10. На подстанциях 110 кВ применяется система постоянного оперативного тока, поэтому трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам РУ 10 кВ [3, с. 22].

16 Выбор схем главных соединений

16.1 Схема ОРУ 110 кВ

Согласно [1, п. 3] выбор схемы распределительных устройств осуществляется по [10].

Блочные схемы применяются на стороне ВН тупиковых потребительских ПС до 500 кВ включительно. Это упрощенные, экономичные схемы ПС территориально недалеко расположенных от питающих ПС [10, п. 1.5.1].

Схема два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых двухтрансформаторных подстанций [10, п. 1.5.5].

Неавтоматическую перемычку со стороны линий следует устанавливать только при наличии технико-экономического обоснования с учетом фактора надёжности [11, п.2.3]. В нашем случае особых требований к надёжности не предъявляется, поэтому установка перемычки является нецелесообразной с экономической точки зрения.

На основании вышеизложенного принимаем схему ОРУ 110 кВ два блока линия-трансформатор без перемычки.

Схема электрических соединений с полной схемой подстанции представлена в Приложении 1.

16.2 Схема РУ 10 кВ

Схема РУ 10 кВ – две, секционированные выключателями, системы шин. Данная схема применяется при двух трансформаторах с расщепленными обмотками НН [10, с. 100]. Главная схема электрических соединений КРУ 10 кВ в составе с полной схемы подстанции представлена в Приложении 1.

17 Релейная защита силовых трансформаторов на ГПП

На ГПП установлены два трансформатора ТРДЦН 63000/110. Выбираем следующие виды защит:

- продольная дифференциальная защита от многофазных замыканий в обмотках трансформатора и на его выводах;
- максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени от сверхтоков, вызванных внешними многофазными замыканиями;

- токовая защита нулевой последовательности;
- газовая защита.

На ГПП применяется постоянный оперативный ток.

17.1 Дифференциальная защита трансформатора

Максимальный ток трехфазного короткого замыкания, приведенный к стороне высшего напряжения силового трансформатора, А,

$$I_{\kappa \max} = \frac{I_{\kappa 2}^{K2} \cdot U_{cp.2}}{U_{cp.1}} = \frac{16170 \cdot 10,5}{115} = 1480,$$

где $I_{\kappa 2}^{K2}$ - ток короткого замыкания в точке К2 на шинах 10 кВ ГПП;

$U_{cp.1}, U_{cp.2}$ - среднее напряжение высокой и низкой сторон трансформатора.

Минимальный ток двухфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ ГПП, А,

$$I_{\kappa \min}^{(2)} = \frac{I_{\kappa \max} \cdot \sqrt{3}}{2} = \frac{1480 \cdot \sqrt{3}}{2} = 1280.$$

Определяем первичный ток небаланса, А,

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб},$$

где $I'_{нб}, I''_{нб}, I'''_{нб}$ - составляющие тока небаланса.

Составляющая $I'_{нб}$, обусловленная погрешностью трансформаторов тока, А,

$$I'_{нб} = k_{aпер} k_{одн} \varepsilon I_{\kappa \max} = 0,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1480 = 14,8,$$

где $k_{aпер} = 0,1$ - коэффициент апериодичности, для реле с насыщающимися трансформаторами тока (НТТ); $k_{одн} = 1$ - коэффициент однотипности, если на всех сторонах трансформатора имеется не более одного выключателя; $\varepsilon = 0,1$ - относительное значение тока намагничивания.

Составляющая $I''_{нб}$, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора, А,

$$I''_{нб} = \Delta U_{РПН} I_{\kappa \max} = 0,16 \cdot 1480 = 236,8,$$

где $\Delta U_{РПН} = 0,16$ - относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора.

Составляющая $I_{нб}''$ - обусловлена неточностью установки на коммутаторе реле РНТ расчетных чисел витков уравнительных обмоток, не учитывается на данном этапе расчета.

Предварительное значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от токов небаланса, без учета $I_{нб}''$, А

$$I_{с.з} \geq k_n (I_{нб}' + I_{нб}'') = 1,3 \cdot (14,8 + 236,8) = 327,08,$$

где $k_n = 1,3$ - коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас для реле РНТ.

Предварительное значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение, А

$$I_{с.з} \geq k_{\phi} I_{ном}^{BH} = k_{\phi} \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,3 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 410,8,$$

где $k_{\phi} = 1,3$ - коэффициент отстройки защиты от бросков тока намагничивания.

Из двух токов срабатывания выбираем наибольший, то есть $I_{с.з} = 410,8$ А.

Найдем предварительное значение коэффициента чувствительности,

$$k_q = \frac{I_{к min}^{(2)}}{I_{с.з}} = \frac{1280}{410,8} = 3,1$$

Защита считается чувствительной если $k_q \geq 2$.

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требуемым условиям, продолжаем расчет числа обмоток для реле РНТ-565.

На стороне ВН принят к установке трансформатор тока ТРГ-УЭТМ-110. Номинальный ток первичной обмотки 500А; вторичной – 1А.

Коэффициент трансформации трансформатора тока,

$$k_I^{BH} = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} = \frac{500}{1} = 500.$$

На стороне НН трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10. Номинальный ток первичной обмотки 400А; вторичной – 1А.

Коэффициент трансформации трансформатора тока,

$$k_I^{HH} = \frac{I_{1ном}}{I_{2ном}} = \frac{400}{1} = 400.$$

Силовой трансформатор имеет схему соединения обмоток У/Д, следовательно, для компенсации сдвига фаз трансформаторы тока на высокой стороне включаются по схеме полного треугольника ($k_{сх}^{BH} = \sqrt{3}$), а трансформаторы тока на низкой стороне - по схеме звезды ($k_{сх}^{HH} = 1$).

Ток срабатывания реле на стороне ВН, А,

$$I_{с.р}^{неосн} = \frac{I_{с.з} k_{сх}^{BH}}{k_I^{BH}} = \frac{410,8 \cdot \sqrt{3}}{500} = 1,42.$$

Число витков обмотки НТТ,

$$W_{неосн. расч} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р}^{неосн}} = \frac{100}{1,42} = 70,4$$

где $F_{с.р} = 100 \text{ А} \cdot \text{витков}$ - магнитодвижущая сила срабатывания реле.

Округляем до ближайшего меньшего числа витков $W_{неосн} = 70$ витков.

Уточненное значение тока срабатывания реле на стороне ВН, А,

$$I_{с.р}^{неосн} = \frac{F_{с.р}}{W_{неосн}} = \frac{100}{70} = 1,43;$$

Уточненное значение тока срабатывания защиты на стороне ВН, А,

$$I_{с.з}^{неосн} = \frac{I_{с.р}^{неосн} \cdot k_I^{BH}}{k_{сх}^{BH}} = \frac{1,43 \cdot 500}{\sqrt{3}} = 412,8.$$

Ток срабатывания защиты на стороне НН, А,

$$I_{с.з}^{осн} = I_{с.з}^{неосн} \frac{U_{ВН}}{U_{ВН}} = 412,8 \cdot \frac{115}{10,5} = 4521.$$

Вторичные токи трансформаторов тока в номинальном режиме работы, А,

$$I_2^{BH} = \frac{k_{сх}^{BH}}{k_I^{BH}} I_{ном}^{BH} = \frac{\sqrt{3}}{500} \cdot 316 = 1,1;$$

$$I_2^{HH} = \frac{k_{сх}^{HH}}{k_I^{HH}} I_{ном}^{HH} = \frac{1}{400} \cdot 1732 = 4,33.$$

Число витков обмотки НТТ на стороне НН,

$$W_{осн.расч} = \frac{W_{неосн} \cdot I_2^{BH}}{I_2^{HH}} = \frac{70 \cdot 1,09}{4,33} = 17,6.$$

Округляем до ближайшего целого числа витков $W_{осн} = 18$ витков.

Составляющая тока небаланса $I_{нб}''$, А.

$$I_{нб}''' = \frac{|W_{осн.расч} - W_{осн}|}{W_{осн.расч}} I_{кmax} = \frac{|17,6 - 18|}{17,6} \cdot 1480 = 33,6.$$

Уточненное значение тока небаланса, А,

$$I_{нб} = I_{нб}' + I_{нб}'' + I_{нб}''' = 14,8 + 236,8 + 33,6 = 285,2.$$

Уточненное значение тока срабатывания защиты на стороне ВН, с учетом $I_{нб}'''$, А,

$$I_{с.з.}^{неосн} = k_n I_{нб} = 1,3 \cdot 285,2 = 370,76.$$

Проверка,

$$\begin{aligned} I_2^{BH} W_{неосн} &\approx I_2^{HH} W_{осн}; \\ 1,1 \times 70 &\approx 4,33 \times 18; \\ 77 &\approx 77,8. \end{aligned}$$

17.2 Максимальная токовая защита

Резервной защитой от многофазных коротких замыканий в обмотках трансформатора и на его выводах и защитой от сверхтоков, вызванных внешними короткими замыканиями, является МТЗ с независимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты - отстройка от максимального рабочего тока, А

$$I_{с.з.} = k_n I_{раб(max)}^{BH} = 1,1 \cdot 164,8 = 181,3,$$

где $k_n = 1,1$ - коэффициент надежности для реле РТ-40; $I_{раб}^{BH} = 164,8 \text{ А}$ – рабочий максимальный ток [7.1].

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимального рабочего тока при возможной перегрузке трансформаторов:

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з} k_{сх}^{BH}}{k_I^{BH}} = \frac{181,3 \cdot \sqrt{3}}{500} = 0,63.$$

Проверка на чувствительность по току двухфазного КЗ на шинах НН, приведенного к ВН,

$$k_q = \frac{I_{к\min}^{(2)}}{I_{c.з}} = \frac{1280}{181,3} = 7,1 \geq 1,5.$$

17.3 Токовая защита нулевой последовательности

Токовая защита нулевой последовательности устанавливается на трансформаторах с глухозаземленной нейтралью. Она выполняется на реле типа РТ-40, подключенном к трехтрансформаторному фильтру токов нулевой последовательности, установленному на стороне с глухозаземленной нейтралью.

Ток срабатывания защиты, А,

$$I_{c.з} = 0,5 \cdot I_{ном.т} = 0,5 \cdot 316 = 158,$$

где $I_{ном.т} = 316 \text{ А}$ – номинальный ток ВН трансформатора.

Ток срабатывания реле, А,

$$I_{c.p} = \frac{I_{c.з}}{k_I^{BH} k_{в}} = \frac{158}{500 \cdot 0,8} = 0,4.$$

где $k_{в} = 0,8$ - коэффициент возврата.

17.4 Газовая защита

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным наполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным перетеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле. Газовое реле представляет собой металлический сосуд с двумя поплавками (элементами), который врезается в наклонный трубопровод, связывающий бак трансформатора с расширителем. При нормальной работе трансформатора газовое реле заполнено трансформаторным маслом, поплавки находятся в поднятом положении и связанные с ними электрические контакты разомкнуты.

При повреждении в трансформаторе (например, витковое замыкание) под воздействием местного нагрева из масла выделяются газы, которые поднимаются вверх, к крышке бака, а затем скапливаются в верхней части газового реле, вытесняя из него масло. При этом верхний из двух поплавков опускается вместе с уровнем масла, что вызывает замыкание его контакта, действующего на предупредительный сигнал. При серьезном повреждении внутри трансформатора происходит бурное газообразование и под воздействием выделившихся газов масло быстро вытесняется из бака в расширитель. Поток масла проходит через газовое реле и заставляет сработать нижний поплавок, который дает команду на отключение поврежденного трансформатора. Этот элемент срабатывает также и в том случае, если в баке трансформатора сильно понизился уровень масла (например, при повреждении бака и утечке масла).

Газовая защита является очень чувствительной и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1—0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25% выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовая защита обязательно устанавливается на всех трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более.

В качестве реагирующего органа выбираем реле типа РГТ-80 производства ООО «Лидер-Энерго». Уставка скоростного элемента выбирается в зависимости от мощности и системы охлаждения силового трансформатора. Так как трансформатор имеет мощность 63 МВ·А и систему охлаждения (Д - масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла), то принимаем уставку 0,65 м/с.

18 Расчет грозозащиты ОРУ

Защита ОРУ осуществляется стержневыми молниеотводами, которые выполняют в виде вертикальных металлических стержней. Молниеотводы устанавливают на линейных трансформаторных порталах, а иногда на отдельных стойках. Проектирование защиты от удара молнии сводится к выбору числа молниеотводов, высоты и места их установки. Несколько молниеотводов можно расположить таким образом, что они будут создавать зону защиты большую, чем отдельно стоящих молниеотводов.

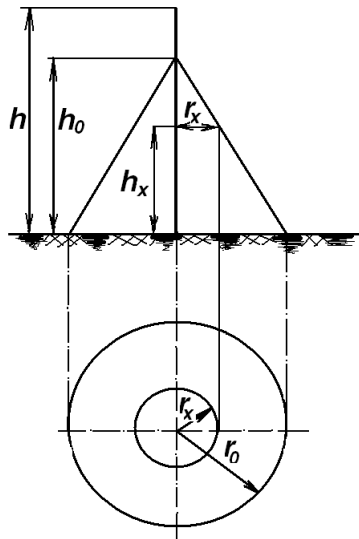


Рисунок 5 - Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода.

Наиболее возвышающиеся на ОРУ объект, требующие защиты от прямых ударов молний, линейные и трансформаторные порталы с высотой $h_x = 11$ м.

Найдем длину диагонали прямоугольника L , образованный точками установки четырех молниеотводов, м,

$$L = \sqrt{a_1^2 + a_2^2} = \sqrt{20^2 + 27,2^2} = 33,8,$$

где $a_1 = 20$ м – расстояние между ближними молниеотводами; $a_2 = 27,2$ м – расстояние между удалёнными молниеотводами.

Найдем высоту конуса h_0 и радиус конуса на уровне земли r_0 , для вероятности защиты $P_z = 0,999$, м,

$$h_0 = 0,8h = 0,8 \cdot 25 = 20,$$

$$r_0 = 0,8h = 0,8 \cdot 25 = 20.$$

где $h = 25$ – высота молниеотвода, м.

Радиус зоны защиты r_x на высоте защищаемого объекта h_x , м,

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{20 \cdot (20 - 11)}{20} = 9.$$

Предельные расстояния между стержневыми молниеотводами L_{max} и L_c , м,

$$L_{max} = 4,75h = 4,75 \cdot 25 = 118,75,$$

$$L_c = 2,25h = 2,25 \cdot 25 = 62,5.$$

При $L < L_{max}$, молниеотводы создают общую зону защиты. При расстоянии $L < L_c$ граница зоны защиты не имеет провала.

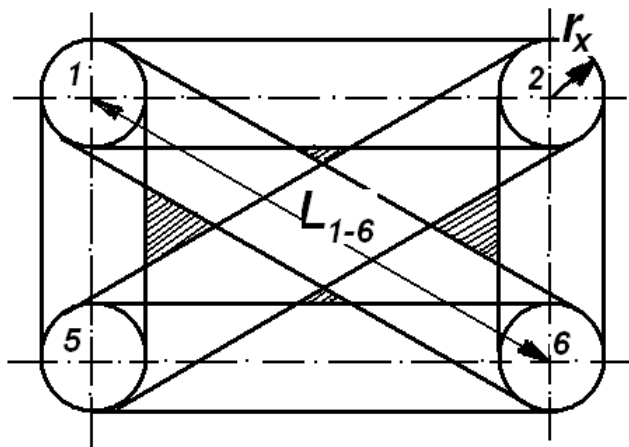


Рисунок 5 - Зона защиты четырех стержневых молниеотводов на высоте h_x .

Если сечение зоны защиты четырех молниеотводов имеет провалы на высоте h_x (заштрихованные области на рис. 6), то следует увеличить h и повторить расчеты и построение зоны защиты.

19 Заключение

В рамках данной бакалаврской работы осуществлен расчет электрических нагрузок всего предприятия и цехов в целом, были определены величины токов нормального, утяжеленного режима и короткого замыкания. На основании полученных данных о величинах токов короткого замыкания произведена проверка выбранного электрооборудования на термическую и электродинамическую стойкость.

Для решения вопроса о схеме внешнего электроснабжения было произведено технико-экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения предприятия.

Произведен выбор электрооборудования для внешнего и внутреннего электроснабжения, расчет и выбор средств компенсации реактивной мощности предприятия. Проведен расчет релейной защиты силового трансформатора ГПП, произведен расчет молниезащиты ОРУ ГПП.

В результате проведенных расчетов была разработана система электроснабжения завода «Химволокно», отвечающая всем необходимым требованиям по бесперебойности и надежности электроснабжения с минимальными затратами и потерями электроэнергии.

Список использованных источников

- 1 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – Москва : 2009. – 100 с.
- 2 ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. – Введ. 01.07.1985. – Москва : Стандартинформ, 2002. – 38 с.
- 3 Электрооборудование станции и подстанции [Текст]: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 4 Электроснабжение. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : учеб. пособие по дипломному проектированию / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Т. П. Рубан, Ю. П. Попов. – Электрон. дан. (3 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008.
- 5 Правила устройства электроустановок / Министерство энергетики РФ. 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2002. – 368 с.
- 6 Министерство экономического развития Российской Федерации [Электронный ресурс]: прогноз социально-экономического развития Российской Федерации - Режим доступа: <http://economy.gov.ru>
- 7 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 8 Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах/ С. А. Ульянов. – Москва: ООО «ТИД «АРИС», 2010. – 520 с.
- 9 Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов вузов / Б. И. Кудрин. – Москва: Интермет Инжиниринг, 2007. – 672 с.
- 10 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальный электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ. 20.12.2007. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 132 с.
- 11 СТО 56947007- 29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ. – Введ. 16.06.2010. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 128 с.
- 12 СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 30.12.2013. – Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – 60 с.